

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов  
 Отделение нефтегазового дела  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Разработка технологии прогнозирования аварий на магистральных трубопроводах в условиях Западной Сибири»

УДК 622.692.48-047.72

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Николаев В.Ю.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Рыжакина Т.Г.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М. С			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД	Брусник О.В.	к.п.н., доцент		

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1,ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, УК-3,УК-4, УК-5,УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
Р3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3,ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7,ПК-8,ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
Р4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
Р5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16,ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
Р6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ ( УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
Р7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с),(ЕАС-4.2-e).</i>
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		
Р9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9,ПК-14),требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов  
 Отделение нефтегазового дела  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) Брусник О.В.  
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Б	Николаеву Вадиму Юрьевичу

Тема работы:

«Разработка технологии прогнозирования аварий на магистральных трубопроводах в условиях Западной Сибири»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020, 59-82с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	02.06.2020
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

Технология прогнозирования аварий на МТ непрерывной работы. Стальной трубопровод.

Требования к технологии прогнозирования:

- Предупреждение о возможной деформации металла, задолго до её появления
- Мониторинг коррозионного состояния трубопровода
- Мониторинг геологических процессов на участке прокладки трубопровода
- Передача всей информации дистанционно

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Введение</li> <li>• Обзор литературы</li> <li>• Магистральные трубопроводы, общие сведения, характеристика и классификация</li> <li>• Причины возникновения аварий на МТ</li> <li>• Методы оценки состояния магистральных трубопроводов</li> <li>• Разработка технологии комплексного сбора данных о состоянии МТ</li> <li>• Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>• Социальная ответственность</li> <li>• Заключение</li> <li>• Презентация</li> </ul>
<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Визуализация состава сооружений магистральных нефтепроводов</li> </ul>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Рыжакина Т.Г., доцент</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Черемискина М.С., ассистент</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b></p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>12.12.2019</p>
--	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Бурков П.В.	д.т.н., профессор		12.12.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Николаев Вадим Юрьевич		12.12.2019

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Б	Николаеву Вадиму Юрьевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормативные справочники. 4. Налоговый кодекс РФ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной и экономической эффективности исследования	Проведение оценки ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		31.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Николаев В.Ю.		31.01.2020

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Б	Николаеву Вадиму Юрьевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

<b>Разработка технологии прогнозирования аварий на магистральных трубопроводах в условиях Западной Сибири</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: методика прогнозирования аварий.</p> <p>Область применения: магистральный трубопровод.</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий);</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</li> <li>– Основные нормативные документы:</li> <li>– Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)</li> <li>– Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08- 624-03</li> <li>- Инструкции по технике безопасности предприятия</li> </ul>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-повышенный уровень шума на рабочем месте;</li> <li>-повышенный уровень вибрации на рабочем месте;</li> <li>-умственное перенапряжение.</li> </ul> <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-движущиеся машины и механизмы;</li> <li>-пожаровзрывоопасность.</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Попадание в гидросферу загрязняющих веществ;</li> <li>– Термическое воздействие на грунты;</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Перечень возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– аварий;</li> <li>– прокол трубопровода;</li> <li>– выброс паров без последующего воспламенения;</li> <li>– выброс паров с последующим воспламенением;</li> </ul> <p>Наиболее типичной и опасной является ЧС прокол трубопровода.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.04.2020
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Николаев Вадим Юрьевич		



**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Отделение нефтегазового дела

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи слушателем выполненной работы:	02.06.2020
---	------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.01.2020	<i>Введение</i>	5
25.01.2020	<i>Характеристика магистрального трубопровода</i>	15
15.02.2020	<i>Причина возникновения аварий на МТ</i>	10
26.02.2020	<i>Методы оценки технического состояния МТ</i>	15
18.03.2020	<i>Описание работы технологии прогнозирования аварий на МТ</i>	15
01.04.2020	<i>Оценка технического состояния трубопровода</i>	10
20.04.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	7
25.04.2020	<i>Социальная ответственность</i>	7
15.05.2020	<i>Заключение</i>	6
25.05.2020	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Бурков П.В.	д.т.н., профессор		

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД	Брусник О.В.	к.п.н., доцент		

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

### Термины и определения

**Трасса трубопровода:** Положение оси трубопровода, определяемое на местности ее проекцией в горизонтальной плоскости.

**Предельное состояние:** Состояние изделия, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна по причинам опасности, экономическим или экологическим.

**Работоспособность:** Состояние объекта, при котором он способен выполнять все или часть заданных функций в полном или частичном объеме.

**Разрушение:** Событие, заключающееся в деформировании, изменении геометрических размеров конструкций или отдельных элементов технологической системы (с возможным разделением их на части) в результате силовых, термических или иных воздействий, сопровождающееся нарушением работоспособности объекта.

**Долговечность:** Свойство объекта, заключающееся в его способности выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях использования, технического обслуживания и ремонта до достижения предельного состояния.

**Надежность:** Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания.

**Воздействие:** Явление, вызывающее изменение напряженно-деформированного состояния строительных конструкций и (или) основания здания или сооружения.

**Авария:** Опасное техногенное происшествие, создающее на объекте, определенной территории или акватории угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению или повреждению зданий, сооружений,

оборудования и транспортных средств, нарушению производственного или транспортного процесса, нанесению ущерба окружающей среде.

### **Сокращения**

МТ- магистральный трубопровод;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

АСУ ТП – автоматизированная система управления техническим процессом;

БД – база данных;

ДС – диспетчерская служба;

ГТС – газотранспортная система;

КИП – контрольно-измерительные приборы;

ОДС – оперативно–диспетчерская служба;

ОДУ – Объединенное диспетчерское управление;

ОКДУ – Оперативно – контрольное диспетчерское управление;

### **Нормативные ссылки**

ВРД 39-1.8-055-2002. Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ.

ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.

ГОСТ 12.2.003-74. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

ГОСТ 20440-75. Установки газотурбинные. Методы испытаний.

ГОСТ 21889-76. Система "Человек-машина". Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования.

ГОСТ 29328-92. Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия.

ГОСТ 5542-87. Газы горючие для промышленности и коммунально-бытового назначения. Технические условия.

ГОСТ Р 1.12-2004. Стандартизация в Российской Федерации. Термины и определения.

ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.

ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.

ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.

ГОСТ Р 51852-2001 (ИСО 3977-1). Установки газотурбинные. Термины и определения.

ГОСТ Р 52200-2004 (ИСО 3977-2:1997). Установки газотурбинные. Нормальные условия и номинальные показатели.

ГОСТ Р 52527-2006 (ИСО 3977-9:1999). Установки газотурбинные. Надежность, готовность и эксплуатационная технологичность и безопасность.

ГОСТ Р ИСО 11042-2001. Установки газотурбинные. Методы определения выбросов вредных веществ.

ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы.

ПБ 03-576-2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

ПБ 10–115-96. Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

ППБ 01-03. Правил пожарной безопасности в Российской Федерации.

РД 03-29-93. Методические указания по проведению технического освидетельствования паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды.

РД 2.2.2006-05. Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

РД 51-100-85. Руководство по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа.

СанПиН 2.2.1/2.1.1-1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.

СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

СНиП 2.04.05-86. Отопление, вентиляция и кондиционирование.

СП 2.6.1-758-99. Нормы радиационной безопасности, НРБ-99.

СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.

Федеральный закон от 27.12.2002 г. №184-ФЗ. «О техническом регулировании».

Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 68-ФЗ. «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123-ФЗ. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 65с., 9 рис., 9 табл., 29 источников.

**Ключевые слова:** магистральный трубопровод, прогнозирование, авария, мониторинг, оценка, состояние.

**Цель работы** – Разработка технологии прогнозирования аварий на МТ.

В выпускной квалификационной работе бакалавра проведен аналитический обзор литературы, раскрывающий необходимость прогнозирования аварий на магистральных трубопроводах, рассмотрены причины возникновения аварий на МТ, а также проведен анализ существующих методов оценки состояния трубопровода.

Были изучены нормативные документы, определяющие правила эксплуатации магистрального трубопровода, общие сведения, а также характеристики МТ.

Выполнено описание работы технологии прогнозирования аварий на МТ. Подобраны оборудование и приборы для эффективной работы данной технологии.

Произведены расчёты по исходным данным, которые могут быть получены с помощью технологии прогнозирования аварий и подтверждена работоспособность трубопровода, что подтверждает необходимость в применении данной технологии.

					Разработка технологии прогнозирования аварий на магистральных трубопроводах в условиях Западной Сибири			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Николаев В.Ю.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.						
Консульт.						ТПУ гр 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

## Abstract

Final qualification work 65s., 9 fig., 9 tab., 29 sources.

**Key words:** trunk pipeline, forecasting, accident, monitoring, assessment, condition.

**Purpose** - Development of technology for forecasting accidents at MT.

In the final qualifying work of the bachelor, an analytical review of the literature was carried out, revealing the need for predicting accidents on trunk pipelines, the causes of accidents at MTs were considered, and analysis of existing methods for assessing the condition of the pipeline was carried out.

The regulatory documents that determine the rules for the operation of the main pipeline, general information, and also the characteristics of the MT were studied.

A description of the operation of the technology for forecasting accidents at MTs has been completed. Equipment and instruments were selected for the effective operation of this technology.

Calculations were made according to the initial data, which can be obtained using the technology for predicting accidents and confirming the operability of the pipeline, which confirms the need for the application of this technology.

					Разработка технологии прогнозирования аварий на магистральных трубопроводах в условиях Западной Сибири			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Николаев В.Ю.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.						
Консульт.						ТПУ гр 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						



# Оглавление

Введение.....	18
1. Магистральный трубопровод.....	19
1.1 Состав сооружений магистральных нефтепроводов .....	20
2. Причины возникновения аварий на магистральных трубопроводах.....	22
3. Методы оценки состояния магистральных трубопроводов .....	25
.....	25
3.1 Требования к технологии прогнозирования аварий на МТ.....	34
3.2 Сбор данных о состоянии МТ.....	35
4. Расчёты.....	36
4.1 Оценка технического состояния стального подземного трубопровода.....	36
4.2 Проверка трубопровода на прочность.....	41
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	45
Введение.....	45
5.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	45
5.2 Планирование научно-исследовательских работ .....	48
5.3 Определение трудоемкости выполнения работ .....	48
5.4 Разработка графика проведения научного исследования .....	49
5.5 Бюджет научно-технического исследования (НТИ) .....	50
5.6 Определение ресурсоэффективности проекта.....	54
Вывод .....	56
6. Социальная ответственность .....	57
Введение.....	57
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	57
6.1.1 Социальные правовые нормы трудового законодательства .....	57
6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	59
6.2 Производственная безопасность .....	59
6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровню их воздействий .....	61
6.3 Экологическая безопасность .....	64
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	67
Заключение .....	69
Заключение по выпускной квалификационной работе .....	70
Список использованных источников .....	71

					Разработка технологии прогнозирования аварий на магистральных трубопроводах в условии Западной Сибири						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Николаев В.Ю.			Оглавление			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Бурков П.В.									
Консульт.								ТПУ гр 2Б6Б			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

## Введение

Топливо-энергетические ресурсы крайне неравномерно распределены по территории нашей страны – основные их объемы сосредоточены в Западной Сибири. При этом основные потребители нефти и газа находятся в европейской части страны, а значительная часть добываемых энергоресурсов экспортируется на мировые рынки. Все это делает необходимым транспортировку значительных объемов нефти и газа на большие расстояния. Основным видом применяемого для этого транспорта служит трубопроводный транспорт. Данный вид транспорта обеспечивает бесперебойность поставок, экологичность, независимость от внешних условий и надежность. Все это делает роль трубопроводного транспорта в развитии топливноэнергетического комплекса и экономики нашей страны в целом чрезвычайно значительной. При этом следует учитывать, что при эксплуатации трубопроводы подвергаются воздействию различных нагрузок и неблагоприятных внешних факторов, что приводит к снижению эффективности трубопроводов или возникновению аварийных ситуаций. Это в свою очередь влечёт за собой экономические и экологические проблемы. Для того, чтобы предотвратить эти проблемы, существует необходимость в диагностировании трубопроводов и своевременном определении проблемных зон и участков магистральных трубопроводов. К сожалению, в настоящее время не существует технологии, которая была бы способна учитывать все факторы, влияющие на трубопровод для выявления скрытых проблем и дефектов.

					Разработка технологии прогнозирования аварий на магистральных трубопроводах в условиях Западной Сибири			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Николаев В.Ю.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.						
Консульт.						ТПУ гр 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

## 1. Магистральный трубопровод

Магистральные трубопроводы - предназначены для транспортировки товарной нефти и нефтепродуктов (в том числе стабильного конденсата и бензина) из районов их добычи (от промыслов) производства или хранения до мест потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов налива в цистерны, нефтеналивных терминалов, отдельных промышленных предприятий и НПЗ).

Они характеризуются высокой пропускной способностью, диаметром трубопровода от 219 до 1400 мм и избыточным давлением от 1,2 до 10 МПа.[1]

Трубопроводы состоят из соединенных между собой участков труб, деталей трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры, контрольно-измерительных приборов, средств автоматики, опор и подвесок, крепежных материалов (болтов, шпилек, гаек), прокладок и уплотнений.

Согласно СНиП 2.05.06 - 85 магистральные нефтепроводы подразделяются на четыре класса в зависимости от условного диаметра труб:

I – 1000 – 1200 мм включительно;

II – 500 – 1000 мм включительно;

III – 300 – 500 мм включительно;

IV – 300 мм и менее. [2]

Основной вид труб для нефтепроводов - стальные трубы. Благодаря совершенствованию технологии изготовления и внедрения разнообразных испытаний достигнута высокая стабильность механических и технологических свойств, большая несущая способность, а особенно 100 %-ого неразрушающего контроля качества сварных швов и металла. За счет чего трубы стали наиболее надежными и долговечными.[3]

					Разработка технологии прогнозирования аварий на магистральных трубопроводах в условиях Западной Сибири			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Николаев В.Ю.			Магистральный трубопровод	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.						
Консульт.						ТПУ гр 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Основные физические характеристики стали для труб: плотность  $\rho = 7850 \text{ кг/м}^3$ , модуль упругости  $E_0 = 206000 \text{ МПа}$ , коэффициент поперечной деформации Пуассона в стадии работы металла упругой  $\mu_0 = 0,3$ , коэффициент линейного расширения  $\alpha = 0,00001212 \text{ град}^{-1}$ , а пластической  $\mu$  принимается по п. 8.25 СНиП 2.05.06 - 85. [4]

### 1.1 Состав сооружений магистральных нефтепроводов

В состав магистральных нефтепроводов входят: линейные сооружения, головные и промежуточные наливные и перекачивающие насосные станции и резервуарные парки (рисунок 1). Линейные сооружения согласно СНиП 2.05.06 - 85 включают: трубопровод с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, узлами подключения нефтеперекачивающих станций, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами пуска и приема очистных устройств; установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии, линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики трубопровода; линии электропередачи, предназначенные для обслуживания трубопроводов, и устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимической защиты трубопроводов; противопожарные средства, противокоррозионные и защитные сооружения трубопровода; емкости для хранения и разгазирования конденсата, земляные амбары для аварийного выпуска нефти, здания и сооружения линейной службы эксплуатации трубопроводов; опознавательные и сигнальные знаки местонахождения трубопровода; указатели и предупредительные знаки.

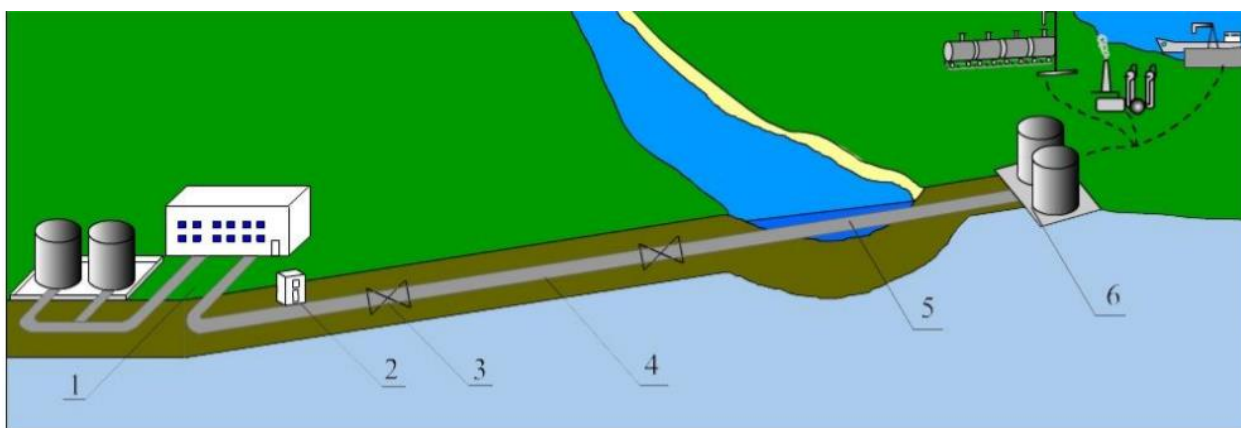


Рисунок 1 – Схема сооружений магистрального нефтепровода

1 - головные сооружения (резервуары, насосная, электростанция и др.); 2 - узел пуска скребка; 3 - трубопроводная арматура; 4 - магистральный трубопровод; 5 - подводный переход через реку; 6 - конечный распределительный пункт; На трубопроводе с интервалом 10 - 30 км для перекрытия участков в случае ремонта или аварии устанавливают линейные задвижки. Нефтеперекачивающие станции (НПС) располагаются с интервалом 70 - 150 км. НПС нефтепроводов оборудуются центробежными насосами с электроприводом. Подача насосов применяемых в настоящее время достигает 12500 м<sup>3</sup> /ч. Начало нефтепровод берет в головной нефтеперекачивающей станции (ГНПС), которая находится вблизи нефтяного промысла. Также на насосной станции имеются вспомогательные сооружения: трансформаторная подстанция, котельная, система водоснабжения, канализации, охлаждения и т.д. Тепловые станции устанавливают на трубопроводах для подогрева высокостыгивающих и высоковязких нефтей и нефтепродуктов, иногда их совмещают с насосными станциями. Трубопроводы снабжаются теплоизоляцией для уменьшения тепловых потерь. Конечный пункт нефтепровода - резервуарный парк нефтеперерабатывающего завода, либо перевалочная нефтебаза, откуда нефть перевозится танкерами к нефтеперерабатывающим заводам или экспортируется за границу.[5]

## 2. Причины возникновения аварий на магистральных трубопроводах

В общем случае причинами аварийных разливов нефти на магистральных трубопроводах могут являться:

1. *Внешние воздействия на трубопровод.* К внешним воздействиям на подземные трубопроводы относят возможные нагрузки при производстве различных работ вблизи нефтепровода, наезды тяжелого транспорта, оползни, землетрясения, взрывы и др. Результаты анализа отказов свидетельствуют о том, что одной из основных причин повреждений подземных трубопроводов является воздействие внешних сил, приводящее к образованию поверхностных вмятин, трещин, трещин во вмятинах, разрывов в сварных швах и по телу трубы. Наиболее распространены повреждения, возникающие в результате проведения ремонтных или строительных работ в непосредственной близости от действующего трубопровода; они относятся к числу потенциально наиболее опасных. Необходимо своевременно оценивать опасность таких повреждений и возможность дальнейшей эксплуатации поврежденного участка трубопровода. Из-за внешних воздействий на отечественных нефтепроводах происходит более 5 % аварий от общего их числа, а по наносимому ущербу они занимают первое место.
2. *Коррозионные повреждения трубопровода.* Коррозионные повреждения нефтепроводов - это разрушение металлических поверхностей под влиянием химического или электрохимического воздействия окружающей среды. Подземные нефтепроводы могут подвергаться коррозии под воздействием почвы, блуждающих токов и переменного тока электрифицированного транспорта. Почвенная коррозия подразделяется на химическую и электрохимическую. Химическая коррозия обусловлена

					Разработка технологии прогнозирования аварий на магистральных трубопроводах в условиях Западной Сибири			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Николаев В.Ю.			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.						
Консульт.						ТПУ гр 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

действием на металл различных газов и жидких неэлектролитов. Эти химические соединения, действуя на металл, образуют на его поверхности пленку, состоящую из продуктов коррозии. При химической коррозии толщина стенки нефтепровода уменьшается равномерно, т.е. практически не возникают сквозные повреждения труб. Химической коррозии в большей степени подвергаются внутренние стенки нефтепровода.

3. *Дефекты труб.* Дефекты труб - любое несоответствие контролируемого параметра качества материалов и изделий регламентированным нормам. Дефекты труб можно классифицировать по двум видам: металлургические и чисто внешние (механические) дефекты стенки трубы.
4. *Нарушение правил технической эксплуатации трубопровода.* Анализ причин отказов магистральных нефтепроводов показывает, что на долю отказов, происшедших из-за нарушения правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов, приходится от 2 до 7 %. Сюда входят отказы по вине эксплуатационного персонала в связи с нарушением сроков и качества технического обслуживания и ремонта, несоблюдением правил техники безопасности при обслуживании и ремонте нефтепроводов и т.д. К дополнительным внешним нагрузкам, возникающим вследствие нарушения правил эксплуатации и вызывающим разрушение трубопровода, относятся гидравлические удары. Они представляют большую опасность для трубопроводов.
5. *Эксплуатационные нагрузки и воздействия.* Основными эксплуатационными нагрузками и воздействиями являются внутреннее давление продукта в трубопроводе и температурный перепад (разность между температурами металла труб при укладке и в процессе эксплуатации). При нормальной эксплуатации магистральных нефтепроводов в соответствии с правилами технической эксплуатации внутреннее давление существенно не меняется. Достаточно полно отработаны методы выбора материалов, оборудования и конструкций

магистральных нефтепроводов с учетом внутреннего давления. Несколько сложнее учет температурного перепада. Влияние этого параметра на напряженно-деформированное состояние трубопровода зависит от многих факторов.

#### *6. Природные явления и бедствия.[6]*

Подавляющее большинство аварий происходит из-за коррозии металла (до 80%), при этом в основном коррозия имеет электрохимический характер, хотя и бывают сквозные локальные коррозионные повреждения свищи, в основном вызванные действием блуждающих токов. Более 7% случаев аварийного разрушения трубопроводов происходит из-за внутренней коррозии труб, вызванные в наличие нефти следов воды. Существенное влияние на рост аварий на трубопроводах оказывает характер местности. Выделяют следующие основные типы местности по разному оказывающие влияние на нефтепроводы: заболоченная местность, болото, низина, территория куста, грунт, траншея, дорога, берег водоема и подводные переходы [7]. В Западной Сибири в 60% - случаев аварии на трубопроводах проложенных на болотах и 27% - на заболоченной местности, что объясняется повышенной коррозионной активностью почв, из-за большой степени обводненности и агрессивности среды (повышенная кислотность). В 6% - при водных переходах, в следствии коррозии металла труб под действием солей и кислот, растворенных в воде [8]. Особенно большую опасность предоставляют трубопроводы в местах перехода через искусственные и естественные препятствия (железнодорожные и автомобильные дороги, реки, озера, водоемы) [9].



### 3. Методы оценки состояния магистральных трубопроводов

#### 1. Анализ технической документации

Анализ эксплуатационно-технической документации проводится с целью ознакомления с конструкцией и технологическим режимом работы контролируемого технологического трубопровода, выявления мест (зон) возможного появления дефектов при эксплуатации, причин и механизма их возникновения, определения мест их расположения. В процессе анализа составляется технологическая схема трубопровода с расположением зон и участков контроля.

#### 2. Внешний осмотр (визуально-измерительный контроль)

##### 2.1 Внешний осмотр (визуально-измерительный контроль) линейной части технологических трубопроводов

Внешний осмотр (визуально-измерительный контроль) проводится с целью выявления поверхностных дефектов (трещин в сварных швах и основном металле, свищей и пористости швов, подрезов, наплывов, прожогов, незаплавленных кратеров, смещений и уводов кромок стыкуемых элементов свыше норм, механических повреждений, расслоений и закатов основного металла, коррозионных повреждений, изменений геометрических форм), которые могли возникнуть при изготовлении, транспортировке, монтаже и в процессе эксплуатации трубопроводов.

##### 2.2 Внешний осмотр (визуально-измерительный контроль) запорной арматуры трубопроводов

Контроль запорной арматуры проводится для выявления несоответствий требованиям руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и

					Разработка технологии прогнозирования аварий на магистральных трубопроводах в условиях Западной Сибири			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Николаев В.Ю.			Методы оценки состояния магистральных трубопроводов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.						
Консульт.						ТПУ гр 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов», выявления нарушений герметичности разъемных соединений и сальниковых уплотнений, выявления дефектов поверхности корпусных деталей и сварных соединений, выявления дефектов фланцевых соединений и крепежных деталей, выявления отступлений от проектных решений и других дефектов опорных конструкций, выявления отсутствия соответствующих маркировок (указателей), выявления нарушений сборки фланцевых соединений, проверки комплектности запорной арматуры и качества затяжки разъемных соединений.

### 2.3 Внешний осмотр (визуально-измерительный контроль) опор технологических трубопроводов

Контроль опор проводится для выявления несоответствий требованиям руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», выявления отклонений опор от вертикальности, выявления сколов, трещин в сваях, разрушений свай и эрозионного выветривания, выявления отступлений от проектных решений, выявления зазоров/перекосов между неподвижной опорой и скользящим элементом (провисаний трубопровода), выявления видимых деформаций, выявления смещения подушек опор за пределы площади, выявления установленных прокладок между трубой и подушкой опор для обеспечения необходимого уклона трубопровода, выявления отсутствия целостности сварных соединений опорных конструкций (трещин в зоне сварного соединения неподвижной опоры и «башмака»), выявления отсутствия целостности соединения неподвижной опоры с «башмаком» и строительным сооружением (конструкцией), выявления отсутствия расстояния менее 50 мм от поперечных

сварных соединений до опор для труб диаметром менее 50 мм и менее 200 мм для труб диаметром свыше 50 мм, выявления коррозионных повреждений.

### 3. Вихретоковый контроль

Вихретоковый контроль системой PS-2000 фирмы TesTex (США) проводится с целью выявления и количественной оценки дефектов типа коррозионного утонения стенки и трещин, как основного металла, так и сварных соединений путем бесконтактного сплошного сканирования трубопровода через покрытие.

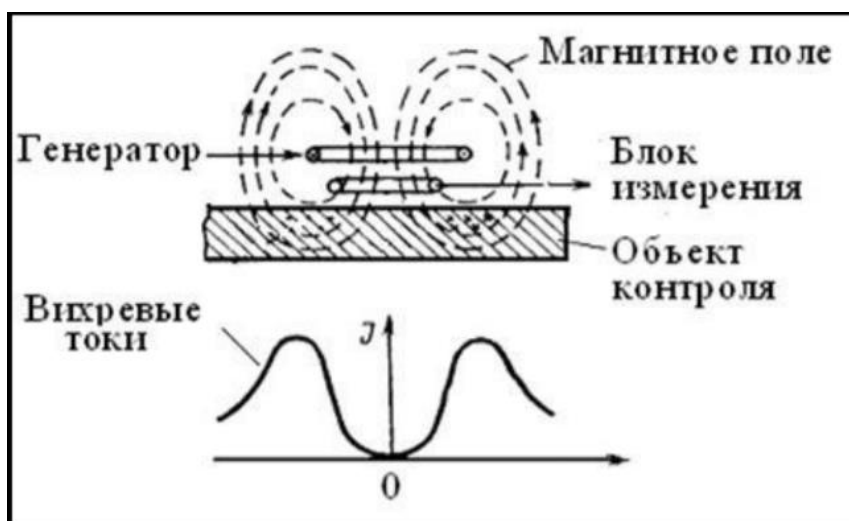


Рисунок 2 – Вихретоковый метод

Сканирование проводится на контрольных участках, подготовленных для установки надувных EFC колец системы Wavemaker G3. Сканирование проводится перед установкой кольца для того чтобы убедиться в отсутствии дефектов в месте установки кольца для исключения искажений данных, полученных в результате длинноволновой диагностики. Так же данная система используется для подтверждения и локализации дефектов, выявленных системой длинноволновой диагностики Wavemaker G3, для сканирования участков, где использование системы длинноволновой диагностики затруднено (сильно корродированных труб, длиной менее 15-20 метров).



Рисунок 3 – Система контроля TS/PS-2000

#### 4. Ультразвуковой контроль (метод направленных волн Wavemaker G3)

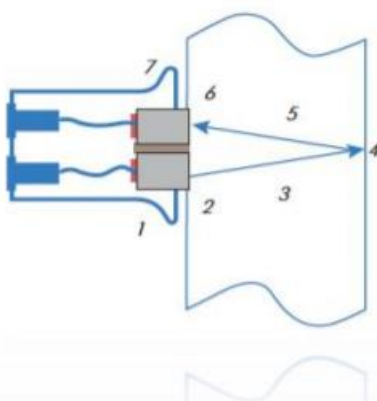
Контроль технологического трубопровода методом направленных волн проводится с целью оперативного обнаружения коррозии и других дефектов на внутренних и наружных стенках протяженных участков трубопровода, расположенных в труднодоступных местах (на высоте, под изоляцией, под землей и т.д.). Количество контрольных участков на технологическом трубопроводе выбирается в зависимости от проконтролированной длины за одно сканирование (длина участка зависела напрямую от состояния трубопровода). Причем выбор каждого последующего контрольного участка трубопровода производился из условия, что так называемая «мертвая зона» (место установки надувного кольца и прилегающая к нему область  $\pm 500$  мм) предыдущего контрольного участка будет перекрыта (просканирована) каждым последующим. На сильно корродированных (или подземных) участках обследованного трубопровода с сильным затуханием ультразвуковых волн и ослаблением направленной энергии, расстояния между контрольными участками сокращаются до величины, необходимой, чтобы вся поверхность контролируемого трубопровода была обследована.



Рисунок 4 – Средства экспресс диагностики Wavemaker

## 5. Ультразвуковая толщинометрия

Ультразвуковая толщинометрия (УЗТ), сканирование (УЗС) проводится с целью определения остаточных (фактических на момент контроля) толщин стенок трубопровода, фасонных деталей, корпусов литых задвижек (запорной арматуры) и сравнение их с отбраковочными величинами. Замеры толщины проводятся по наружной поверхности. Выбор мест для замера толщин трубопровода выбирается по результатам обследования системой экспресс диагностики Wavemaker G3 или TesTex, Р 150ЕМ. Ультразвуковая толщинометрия проводится на всех контрольных участках, подготовленных для установки надувных колец EFC системы Wavemaker G3, местах выявления отклонений толщины стенки от номинальной при проведении вихретокового контроля и на 100%-ах запорной арматуры, установленной на обследуемом трубопроводе. Контроль толщины запорной арматуры проводится в объеме: не менее 2-х измерений на крышке, не менее 2-х измерений на обеих цилиндрических частях корпуса, присоединяемых к трубопроводу, не менее 5-ти измерений центральной части корпуса.[10]



## Рисунок 5 – Принцип работы толщиномера

### 6. Ультразвуковой контроль сварных соединений

Ультразвуковой контроль сварных соединений проводится с целью выявления внутренних дефектов, определения их вида и оценки. Выбор мест для проведения ультразвукового контроля сварных швов трубопровода проводится выборочно и по результатам визуальноизмерительного контроля.

### 7. Определение твердости металла

Замеры твердости производятся с целью косвенной оценки прочностных характеристик и выявления элементов технологического трубопровода с явно выраженными отклонениями прочностных характеристик от стандартных значений. Измерения проводят в местах, подготовленных для ультразвуковой толщинометрии. В каждой точке производилось не менее трех измерений.

### 8. Датчики в контрольных точках трубопровода.

Информацию получают визуально операторы при обходе трубопроводов.

### 9. Корреляционный метод.

Заключается в регистрации акустических ультразвуковых волн, которые появляются при деформации материала трубопровода, ещё задолго до разрушения. Помимо этого, данный способ позволяет уловить ультразвуковые сигналы, издаваемые вытекающей жидкостью при возникновении утечек. Современная аппаратура позволяет не только зафиксировать волны, но и рассчитать координаты дефекта.

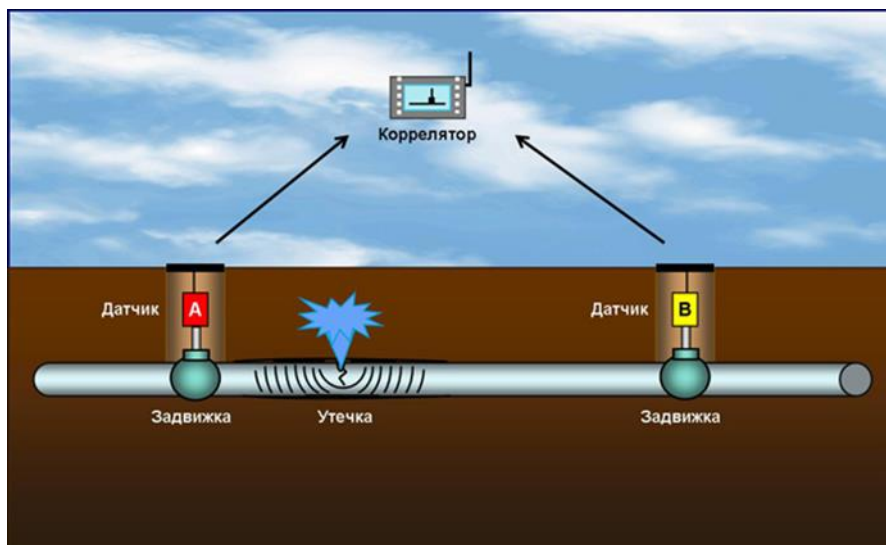


Рисунок 6 – Принцип работы корреляционного метода

#### 10. Метод перепадов давления.

Основан на наблюдении за волнами разряжения, которые возникают при повреждениях труб и утечках и распространяются от центра проблемы в стороны. Высокотехнологичное оборудование позволяет зарегистрировать такие волны и высчитать место проблемы.[11]

#### 11. Метод сравнения расходов.

Состоит в сравнении мгновенного расхода транспортируемой жидкости в начале и в конце участка. Если разница расходов превышает определенные допустимые нормы, автоматически срабатывает аварийное оповещение.

#### 12. Дистанционный контроль трубопроводов.

Вся информация по состоянию трубопровода поступает на пульт к оператору. Контроль состояния трубопровода в режиме реального времени. Централизованный мониторинг и управление процессам из единого рабочего места. Возможность диагностики труднодоступных отрезков. Применение одновременно нескольких методов диагностики, что позволяет повысить точность получаемых данных. Улучшение надёжности и безопасности работы всего трубопровода. Быстрое обнаружение и оповещение о возникновении утечек и проблем, что позволяет снизить ущерб. Мониторинг осуществляется без нарушения целостности и остановки работы трубопровода.[12]

#### 13. Распределенные волоконно-оптические датчики деформации и температуры.

Принцип действия распределенных температурных датчиков основан на изменении температуры жидкостей и газов при утечках. При утечке жидкости, в области утечки происходит повышение температуры, в то время как при утечке газа происходит понижение температуры, за счет уменьшения давления. Расположение таких локальных температурных отклонений может быть обнаружено с помощью распределенных систем мониторинга с высокой разрешающей способностью по времени и температуре.

#### 14. Система космической диагностики.

Определение потенциально опасных участков магистральных трубопроводов, оценка влияния выявленных факторов на объекты магистрального трубопроводов для принятия управленческих решений по проведению мероприятий, направленных на снижение негативного воздействия природных и техногенных факторов на техническое состояние магистрального трубопроводов, уменьшение риска возникновения аварий.[13]

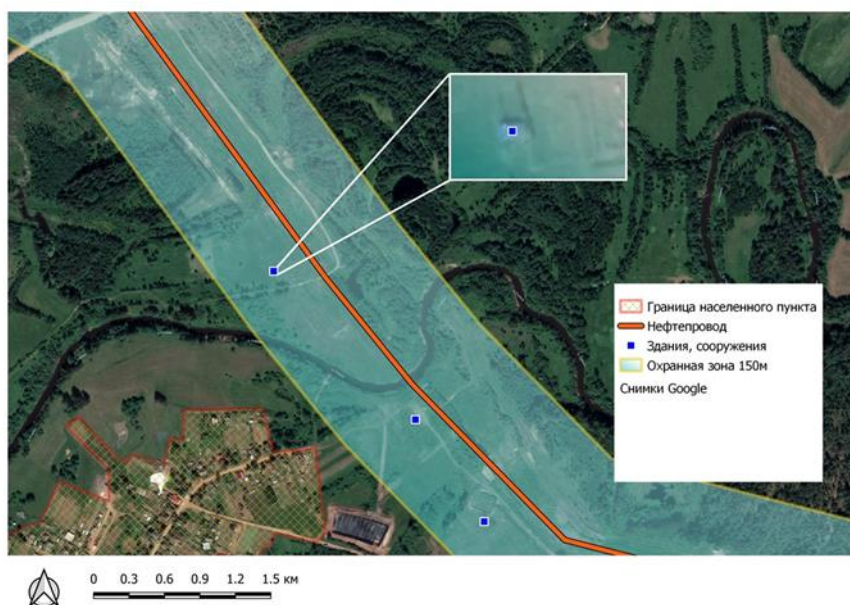


Рисунок 7 – Система космической диагностики.

#### 15. Система мониторинга геологических процессов на участках прокладки магистральных трубопроводов.

Система мониторинга создана с применением современных технологий, комплексных систем мониторинга опасных геологических процессов при помощи датчиков, регистрирующих перемещения массивов грунта, температуру



грунта, уровень подземных вод и т. д. Расчетные математические модели прогнозирования состояния геологических процессов и взаимодействия трубопровода с грунтом позволяют по данным мониторинга оперативно оценить техническое состояние трубопровода и обеспечивают своевременное принятие эффективных управленческих решений, направленных на обеспечение безопасности магистрального трубопровода.[14]

16. Оценка состояния магистральных трубопроводов с помощью беспилотных летательных аппаратов.



Рисунок 8 – Диагностика с помощью БПЛА

Применение БПЛА для оценки состояния магистральных нефтепроводов способствует повышению экономической эффективности и снижению экологических рисков. Беспилотники оборудованы аппаратурой для ведения фото- и видеосъемки. БПЛА в режиме реального времени транслирует получаемые данные на пульт управления, а также записывает их на карту памяти. Летательный аппарат способен самостоятельно лететь по заданному маршруту, однако оператор может в любой момент взять управление на себя. Аппарат приспособлен для использования в различных регионах, в широком диапазоне температур и в таких сложных погодных условиях, как дождь и ограниченная видимость. Использование беспилотных летательных аппаратов позволяет повысить экономичность обследования по сравнению с традиционными способами и увеличить количество вылетов, одновременно повысив качество мониторинга состояния нефтепроводов и

надежность их эксплуатации. Так же с помощью БПЛА становится возможным обследование ранее недоступных территорий.

### **3.1 Требования к технологии прогнозирования аварий на МТ**

Для более точного прогнозирования аварийных ситуаций, а также для более удобной передачи и последующей обработки информации, технология должна соответствовать следующим требованиям:

- Предупреждение о возможной деформации материала трубопровода, задолго до её появления;
- Предоставлять информацию о параметрах, перекачиваемого продукта по трубопроводу (давление, температура, расход);
- Мониторинг геологических процессов на участках прокладки магистрального трубопровода;
- Мониторинг экологического состояния окружающей среды вдоль участка трубопровода (обнаружение мест и объемов подземных и наземных разливов нефти);
- Передача всей информации дистанционно;
- Выявление повреждений гидро- и теплоизоляции;
- Обнаружение посторонних лиц в охраняемых зонах, выявление несанкционированного отбора нефти из трубопровода;
- Контроль над выполнением строительных и ремонтных работ;
- Мониторинг коррозионного состояния трубопровода;
- Система должна быть централизована для более удобного сбора и анализа получаемой информации. [15]

Можно увидеть, что ни один из ранее рассмотренных методов не способен полностью соответствовать этим требованиям. Значит необходимо воссоздать

единую систему сбора и последующей обработки данных, на основе наиболее эффективных методов, из числа которых мы рассмотрели, а именно:

- ✓ Датчики в контрольных точках трубопровода;
- ✓ Корреляционный метод;
- ✓ Система космического диагностики;
- ✓ Система диагностики геологических процессов на участках прокладки магистральных трубопроводов;
- ✓ Диагностика МТ с помощью БПЛА.

### **3.2 Сбор данных о состоянии МТ**

Для считывания данных о состоянии трубопровода, предполагается использование различных приборов и оборудования.

Датчики, находящиеся вдоль трубопровода:

- Трёхосевой датчик положения, который фиксирует смещение трубопровода от первоначального положения;
- Вибродатчик, фиксирующий вибрационные колебания вдоль трубопровода;
- Датчики давления;
- Расходомеры, фиксирующие разницу расхода в различных точках трубопровода;
- Температурные датчики, фиксирующие повышения температуры в случае утечки;
- Датчики фиксирующие перемещение массивов грунта.

Также предполагается использование БПЛА, оборудованный аппаратурой для ведения фото и видеосъёмки.

Со всех этих приборов происходит сбор большого числа данных, которые впоследствии могут быть использованы для расчётов и оценки состояния МТ.[16]

## 4. Расчёты

#### 4.1 Оценка технического состояния стального подземного трубопровода

Таблица 1 - Исходные данные для оценки технического состояния  
стального подземного газопровода

Наименование фактора	Единицы измерения	Пример 1
Протяженность газопровода	км	0,34
Наружный диаметр газопровода	мм	150
Толщина стенки газопровода	мм	5
Расчетное давление газа в газопроводе	МПа	0,005
Влияние блуждающих токов	-	Нет
Коррозионная агрессивность грунта	-	Низкая
Место прокладки	-	В поселении
Количество пересечений и параллельной прокладки	шт	Нет
Соответствие проекту и нормативной документации фактического состояния:		
Адгезии защитного покрытия	-	Нет
Переходного сопротивления защитного покрытия	-	Нет

					Разработка технологии прогнозирования аварий на магистральных трубопроводах в условии Западной Сибири								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Николаев В.Ю.			Расчёты			Лит.		Лист	Листов		
Руковод.		Бурков П.В.											
Консульт.								ТПУ гр 2Б6Б					
Рук-ль ООП		Брусник О.В.											

Защищенности газопровода по времени средствами ЭХЗ	-	Да
Ударной вязкости металла трубы	-	Да
Нарушение ограничений, установленных в охранной зоне газопровода	-	Да
Сквозные коррозионные повреждения		
Общее количество мест СКП, выявленных с начала эксплуатации газопровода	шт	2
Рост количества СКП за последние 5 лет по сравнению с предыдущим пятилетием	-	Нет
Повреждения защитного покрытия		
Общее количество мест ПЗП, выявленных с начала эксплуатации газопровода	шт	9
Рост количества ПЗП за последние 5 лет по сравнению с предыдущим пятилетием	-	Нет

Оценку технического состояния подземного стального газопровода проведем, используя нормативный документ Р ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.11-2016.[17]

Интегральную балльную оценку технического состояния газопровода ВГП определяют по формуле:

$$B_{ГП} = \sum \alpha_i \cdot \sum \beta_{ij} \cdot b_{ijk}, \quad (1)$$

где  $\alpha_i$  – весовая доля  $i$ -й группы факторов в интегральной балльной оценке, доли единицы;

$\beta_{ij}$  – весовая доля  $j$ -го фактора в  $i$ -й группе, доли единицы.

$b_{ijk}$  – числовое значение балльной оценки  $j$ -го фактора в  $i$ -й группе, в зависимости от степени влияния оцениваемого фактора на техническое состояние подземного газопровода принимается в диапазоне от 0 до 10.

Значение интегральной балльной оценки технического состояния газопровода до очередной оценки технического состояния газопровода ВГП

составляет:

$$B_{\Gamma\Pi} = \sum \alpha_i \cdot \sum \beta_{ij} \cdot b_{ijk} = 1,602.$$

Значение интегральной балльной оценки технического состояния газопровода после проведения капитального ремонта (реконструкции) газопровода  $B_{\Gamma\Pi}$  составляет:

$$B_{\Gamma\Pi} = \sum \alpha_i \cdot \sum \beta_{ij} \cdot b_{ijk} = 0,121.$$

Балльная оценка технического состояния газопровода с учётом различных сочетаний (комбинаций) влияющих факторов  $B_{\Gamma\Pi}^{CB}$  определяется формулой:

$$B_{\Gamma\Pi}^{CB} = B_{\Gamma\Pi} \cdot k^{CB}, \quad (2)$$

где  $k^{CB}$  – коэффициент, учитывающий совместное влияние различных факторов при их возможных сочетаниях (комбинациях).

Значение балльной оценки технического состояния газопровода на срок до очередной оценки технического состояния газопровода  $B_{\Gamma\Pi}^{CB}$  составляет:

$$B_{\Gamma\Pi}^{CB} = 1,602 \cdot 3 = 4,805.$$

Значение балльной оценки технического состояния газопровода после проведения капитального ремонта (реконструкции) газопровода  $B^{CB}$  составляет:

$$B_{\Gamma\Pi}^{CB} = 0,121 \cdot 3 = 0,364$$

Прогнозное значение параметра потока  $i$ -х отказов газопровода, обусловленных его техническим состоянием, на период от текущей до очередной плановой оценки технического состояния  $\omega_i^{TC}$  составляет:

$$\omega_i^{TC} = \omega_i^{CP} \cdot \frac{B_{\Gamma\Pi}^{CB}}{B^{CP}}, \quad (3)$$

где  $\omega_i^{CP}$  – среднестатистическое значение параметра потока  $i$ -х отказов, обнаруженных на сетях газораспределения;  
 $B^{CP}$  – средняя балльная оценка технического состояния газопроводов сетей газораспределения.

При продолжении эксплуатации до проведения очередной оценки технического состояния прогнозная интенсивность возникновения сквозных коррозионных повреждений  $\omega_{СКП}^{TC}$  составляет:

$$\omega_{СКП}^{ТС} = 0,00228 \cdot \frac{4,805}{0,411} = 0,027 \frac{1}{\text{км} \cdot \text{год}}.$$

При возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта газопровода прогнозная интенсивность возникновения сквозных коррозионных повреждений  $\omega_{СКП}^{ПР}$  составляет:

$$\omega_{СКП}^{ПР} = 0,00228 \cdot \frac{0,364}{0,411} = 0,002 \frac{1}{\text{км} \cdot \text{год}}.$$

При продолжении эксплуатации до проведения очередной оценки технического состояния прогнозная интенсивность возникновения повреждений защитного покрытия газопровода  $\omega_{ПЗП}^{ТС}$  составляет:

$$\omega_{ПЗП}^{ТС} = 0,485 \cdot \frac{4,805}{0,411} = 5,7 \frac{1}{\text{км} \cdot \text{год}}.$$

При возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта газопровода прогнозная интенсивность возникновения повреждений защитного покрытия газопровода  $\omega_{ПЗП}^{ПР}$  составляет:

$$\omega_{ПЗП}^{ПР} = 0,485 \cdot \frac{0,364}{0,411} = 0,4 \frac{1}{\text{км} \cdot \text{год}}.$$

На протяжении периода эксплуатации газопровода между двумя очередными оценками его технического состояния величину риска отказов на газопроводе  $R^{ТС}$  определяется формулой:

$$R^{ТС} = L_{ГП} \cdot \Delta T_{ОТС} \cdot \sum_{i=1}^I Z_{Pi}^{ТР} \cdot \omega_i^{ТС} + Y_{AB} \cdot P_{AB}^{ТС}, \quad (4)$$

где  $L_{ГП}$  – протяжённость газопровода, км;

$\Delta T_{ОТС}$  – продолжительность интервала времени между очередными оценками технического состояния газопровода, год;

$Z_{Pi}^{ТР}$  – суммарные затраты на производство работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту газопровода при возникновении  $i$ -го отказа, руб./отказ;

$i$  – вид отказа, обусловленного техническим состоянием газопровода;

$\omega_i^{ТС}$  – прогнозное значение параметра потока  $i$ -х отказов, отказ/(км·год);

$Y_{AB}$  – интегральный ущерб от аварии, произошедшей в результате возникновения утечки газа из газопровода, руб.

$P_{AB}^{ТС}$  – вероятность возникновения аварии в результате утечки газа из газопровода в интервалах между очередными оценками его технического состояния, доли единицы.

На протяжении периода эксплуатации газопровода между двумя очередными оценками его технического состояния величину риска отказов на газопроводе  $R^{TC}$  составляет:

$$R^{TC} = 42 \text{ тыс. руб.}$$

Величину риска отказов на газопроводе после проведения капитального ремонта (реконструкции)  $R^{PP}$  определяется формулой:

$$R^{PP} = L_{GP} \left[ Z_{TD} + \frac{L_{YU}}{L_{GP}} \cdot (Z_{PIR} \cdot k_{PIR} + Z_{CMP}^{KP}) + \Delta T_{OTS} \sum_{i=1}^I Z_{Pi}^{TP} \cdot \omega_i^{PP} \right] + Y_{AB} \cdot P_{AB}^{PP}, \quad (5)$$

где  $Z_{TD}$  – удельная стоимость услуг по техническому диагностированию и экспертизе промышленной безопасности подземного газопровода, руб./км;

$L_{YU}$  – протяженность участка (участков) газопровода, на котором (которых) производится его (их) капитальный ремонт (реконструкция), км;

$Z_{PIR}$  – удельная стоимость проектно-изыскательских работ, руб./км;

$k_{PIR}$  – договорной коэффициент;

$Z_{CMP}^{KP}$  – суммарные удельные затраты на производство строительно-монтажных работ по капитальному ремонту (реконструкции) газопровода, руб./км;

$\omega_i^{PP}$  – прогнозное значение параметра потока  $i$ -х отказов, отказ/(км·год);

$P_{AB}^{PP}$  – вероятность возникновения аварии в результате утечки газа из газопровода после проведения его капитального ремонта (реконструкции), доли единицы.

Величину риска отказов на газопроводе после проведения капитального ремонта (реконструкции)  $R^{PP}$  составляет:

$$R^{PP} = 584,9 \text{ тыс.руб.}$$

Произведем оценку технического состояния газопровода:

$$\frac{R^{TC}}{R^{PP}} = \frac{42}{584,9} = 0,071.$$

Значение  $R^{TC} < 0,2 R^{PP}$ , следовательно техническое состояние



газопровода – работоспособное. Дальнейшая эксплуатация продлевается до следующей процедуры оценки технического с проведением технического обслуживания и текущего ремонта.

**Вывод по расчёту:** Оценка технического состояния подземного стального газопровода согласно Р ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.11-2016 показала, что состояние газопровода – работоспособное. Отношение рисков отказа до проведения капитального ремонта и после проведения капитального ремонта составило 0,071.

#### **4.2 Проверка трубопровода на прочность**

Исходные данные:

- Протяженность трубопроводного участка для испытаний  $L$ , км 30
- Диаметр условного прохода трубопроводного участка  $D_u$ , мм 1400
- Объемная производительность одной МКУ при  $P_{ст}=101325$  Па и  $T_{ст}=273$  К,  $V_{мку-1}$ , м<sup>3</sup> /мин 65
- Количество МКУ в МКС 9 шт.
- Начальное давление в участке атмосферное
- Испытательное давление в участке  $P_{исп}$ , кг/см<sup>2</sup> (изб) 132
- Измеренная температура воздуха в соединительном трубопроводе между МКУ и участком  $T_{из}$ , К 333
- Максимальная скорость воздуха в соединительном трубопроводе между МКУ и участком  $c_{тр}$ , м/с:

в начале заполнения участка равна скорости распространения звука в воздухе; в конце заполнения участка 20.

Требуется: определить время  $t_{уч}$  заполнения участка воздухом от атмосферного до испытательного давления при помощи 9-ти МКУ и минимальный диаметр  $d_{тр}$  проходного сечения соединительного трубопровода в 2-х вариантах:

1. Одновременное подключение девяти МКУ при заполнении участка воздухом от атмосферного до испытательного давлений по известным

способам

Объем воздуха, подаваемый в участок до давления до 132 кг/см<sup>2</sup> (изб)

$$V_{\text{уч-132}} = 0,785 * D_y^2 * L * P_{\text{исп}} = 6092856 \text{ м}^3$$

Производительность 9–ти МКУ:

$$V_{\text{мкУ-9}} = 65 * 9 = 9,75 \text{ м}^3/\text{с}$$

Время заполнения участка до испытательного давления:

$$t_{\text{уч-1}} = V_{\text{уч-132}} / V_{\text{мкУ-9}} = 173,7 \text{ час (7,2 суток)}$$

Для расчета диаметра проходного сечения соединительного трубопровода сначала определяют скорость распространения звука в воздухе:

$$c_{\text{зв}} = (\kappa * R * T_{\text{из}}) 0,5 = 366 \text{ м/с},$$

где  $\kappa = 1,4$  - показатель адиабаты воздуха;

$R = 287 \text{ Дж}/(\text{кг} * \text{К})$  - газовая воздуха;

$T_{\text{из}} = 333 \text{ К}$  - измеренная температура воздуха в соединительном трубопроводе.

Пусть скорость воздуха в трубопроводе в начале заполнения участка  $C_{\text{тр}} = 250 \text{ м/с}$ , что соответствует коэффициенту запаса по скорости звука примерно 1,5.

Тогда из уравнений

$$V_{\text{мкУ-9}} = C_{\text{тр}} * F_{\text{тр-9}}$$

и

$$F_{\text{тр}} = 0,785 * d_{\text{тр-9}}^2$$

определяют минимальный диаметр  $d_{\text{тр-9}} = 0,223 \text{ м} = 223 \text{ мм}$ .

Скорость воздуха в трубопроводе будет монотонно снижаться до величины 1,88 м/с обратно пропорционально возрастанию давления в участке до 132 кг/см<sup>2</sup> (изб). Для давления испытания  $P_{\text{исп}} = 132 \text{ кг/см}^2$  (13 МПа) длина трубопровода должна быть не менее 550 м (см. выше СТО Газпром 2-3.5-354-2009, л.48, табл.5), масса трубопровода составит примерно 27 тонн, а масса одной сборочной единицы - трубопроводной плети примерно 600 кг.

2. Последовательное подключение 9-ти МКУ по 1-й, друг за другом, при заполнении участка воздухом от атмосферного до испытательного давлений по предложенному способу

Сначала определяют минимальный диаметр проходного сечения соединительного трубопровода из условий работы девяти МКУ на завершающем этапе закачки воздуха в участок при давлении 132 кг/см<sup>2</sup> и скорости воздуха 20 м/с в трубопроводе (см. ссылку выше на СТО Газпром 2- 3.5-051-2006)  $d_{тр}=0,076$  м=76 мм.

Затем при скорости воздуха 366 м/с и атмосферном давлении определяют максимально допустимый объемный расход воздуха в трубопроводе  $V_{тр}=82$  м<sup>3</sup>/мин.

Далее подключают к участку одну МКУ производительностью 65 м<sup>3</sup> /мин, что будет соответствовать скорости воздуха в трубопроводе в начальный период закачки в участок, равной 290 м/с, т.е. с запасом относительно скорости распространения звука.

Затем, принимая скорость воздуха в трубопроводе 50 м/с (см. ссылку выше на СТО Газпром 2-3.5-051-2006), вычисляют давления подключения каждой МКУ. Когда измеренное давление в трубопроводе становится больше вычисленного давления, производят подключение МКУ. Расчет времени закачки нарастающим количеством подключенных МКУ приведен в таблице 2.

Количество подключённых МКУ	Расчётное давление подключения, Па	Время закачки, ч
1	101325	25
2	1212610	36
3	1820000	24.6
4	2340000	17.4
5	3030000	14.4

6	3640000	12
7	4240000	10.2
8	4850000	9
9	5460000	103.2
Итого: $t_{\text{уч-2}} =$ 251.8 часа		

В этом варианте масса трубопровода составит примерно 6 тонн, а масса одной трубопроводной плети примерно 135 кг.

Из сравнения 2-х вариантов очевидно, что стоимость изготовления и трудоемкость монтажа и технического обслуживания трубопровода в 1-м варианте будет существенно больше, однако время испытаний на 78 часов меньше.

## 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### Введение

На сегодняшний день трубопроводный транспорт является самым распространенным способом обеспечения транспортировки природного газа для всех транспортирующих организаций. Однако, существует множество факторов, снижающих эффективность работы газотранспортной системы и повышающих стоимость транспортировки газа.

Для решения данной проблемы применяется оперативное сопровождение транспортировки. Данный подход позволяет как идентифицировать серьезные осложняющие процессы на ранних стадиях, так и принять меры по оптимизации работы газотранспортной системы в условиях уже имеющихся ОП.

Оперативное сопровождение транспортировки природного газа позволяет не только повысить эффективность транспортировки, но и снизить множество рисков предприятия. Например, планирование проведения ремонтных работ с учетом планов в программно-вычислительном комплексе позволяет снизить риски материально-технического обеспечения, а также запланировать все необходимые переходы для обеспечения вывода определенного участка в ремонт. В связи со всем вышесказанным, необходима оценка возможности внедрения технологии оперативного сопровождения транспортировки природного газа.

### 5.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Рассматриваемый подход к управлению потоками газа и оперативному сопровождению его транспортировки предназначен для транспортирующих организаций. На сегодняшний день оптимизация перекачки природного газа является необходимой составляющей, так как способствует выполнению плановых поставок потребителю и снижению затрат компании на транспортировку.

					Разработка технологии прогнозирования аварий на магистральных трубопроводах в условиях Западной Сибири			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Николаев В.Ю.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.						
Консульт.						ТПУ гр 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Сегментирование рынка наиболее логично проводить исходя из масштаба проекта, то есть общей протяженности газопровода и его проектных возможностей, однако, также важно будет и расположение объекта потенциального пользователя, т.к. ПВК должен иметь соответствующий уровень адаптации для зарубежных потребителей.

Таблица 3 – карта сегментирования рынка

		Территориальное расположение	
		Зарубежные	Отечественные
Масштаб проекта	Большие		
	Средние		
	Малые		
	ПВК «Веста»		ПВК «Волна»

На сегодняшний день существует множество подходов к оптимизации режима транспортировки природного газа и, как следствие, множество вариаций программно-вычислительных комплексов. Многие из них находят широкое применение в своей области, однако, не меньшее их количество являются очень узко направленными, что и является причиной, их меньшего распространения. Таким образом в таблице 1 приведены наиболее перспективные и стремительно развивающиеся программно-вычислительные комплексы, однако, остаются свободные сегменты рынка, на которые и необходимо ориентироваться для достижения наилучших результатов по распространению разработки.

### **SWOT-анализ процесса оперативного сопровождения транспортировки природного газа**

Являясь инструментом стратегического менеджмента SWOT-анализ представляет собой комплексное исследование технического проекта, который нашел свое применение в исследования внешней и внутренней среды проекта.

Для проведения SWOT-анализа составляются матрицы SWOT, в которую записываются слабые и сильные стороны проекта, а также возможности и угрозы.

Таблица 4 – SWOT- процесса оперативного сопровождения транспортировки природного газа

		Сильные стороны:	Слабые стороны:
<div>Внутренняя среда</div> <div>Внешняя среда</div>		<p>С1. Высокая экономичность и энергоэффективность технологии.</p> <p>С2. Экологичность технологии.</p> <p>С3. Повышение безопасности производства.</p> <p>С4. Планирование проведения работ по ремонту и обслуживанию оборудования.</p>	<p>Сл1. Трудность внедрения функции.</p> <p>Сл2. Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение функции.</p>
	<div>Возможности</div> <p>В1. Повышение эффективности работы предприятия за счет оптимизации всех ЭГПА.</p> <p>В2. Сокращение расходов.</p> <p>В3. Качественное обслуживание потребителей.</p> <p>В4. Сокращение времени простоев.</p>	<p>– Достижение повышения производительности агрегатов.</p> <p>– Исключение поломок оборудования в результате сбоев в энергоснабжении.</p> <p>– Своевременная поставка природного газа потребителям.</p>	<p>– Принятие на работу.</p> <p>квалифицированного специалиста.</p> <p>– Переподготовка имеющихся специалистов.</p>
<div>Возможности</div> <div>Угрозы</div>	<p>У1. Экономическая ситуация в стране, способствующая снижению цены за газ, в результате чего применение функции станет экономически нецелесообразным.</p> <p>У2. Недостаток финансовых средств для модернизации всех агрегатов в результате увеличения стоимости работ специалиста от завода-изготовителя.</p> <p>У3. Ограничение по использованию технологии из-за применения санкций странами ЕС.</p>	<p>Быстрая окупаемость работ по оптимизации ЭГПА за счет высокой экономичности и эффективности технологии, а также снижению затрат на ремонт оборудования, вышедшего из строя в результате просадок напряжения.</p>	<p>– Дальнейшая проработка.</p> <p>– Прекращение модернизации ЭГПА.</p>

## 5.2 Планирование научно-исследовательских работ

Для промышленной реализации проекта необходима выработка этапов проведения проекта и установка его сроков. Весь проект состоит из 8 этапов, для каждого из которых необходимо составление проектов и планирование сроков выполнения.

## 5.3 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость носит вероятностный характер и оценивается экспертным путем в человеко-днях по формуле:

$$t_{ожи} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad ()$$

где:  $t_{ожи}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;  
 $t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.  
 $t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{Ч_i}, \quad ()$$

где:  $t_{ожи}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;  
 $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;  
 $Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.



## 5.4 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad ()$$

где:  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения i-й работы в кал.дн.;

$T_{pi}$  - продолжительность одной работы, раб. дн.;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad ()$$

где:  $T_{\text{кал}}$  – продолжительность календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$  - количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66 - 15} = 1,28$$

Таблица 5- Календарный поэтапный план внедрения проекта

[illegible]

	Согласование материалов по теме	Р, И	7											
	Календарное планирование работ по теме	Р, И	3											
	Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	15											
6	Построение моделей трубопровода	И	15											
	Оценка результатов исследования	Р, И	3											
	Составление пояснительной записки	Р, И	9											

### 5.5 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Для формирования бюджета НТИ используем следующую группировку затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

*Расчет материальных затрат НТИ*

Для проведения научного исследования необходим компьютер, с установленными специальными программами и с соответствующим программным обеспечением.

$$З_m = (1 + k_t) \cdot \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{расх\ i} = 50000 \cdot 1 + 1500 \cdot 1 = 51500 \quad ()$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расх\ i}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);

$Ц_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);

$k_t$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками).

Величина коэффициента ( $k_t$ ), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15-25% от стоимости материалов.

Материальные затраты пришлись на компьютер и программное обеспечение. Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производится бесплатно. Основная заработная плата исполнителей темы Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. Расчет основной заработной платы сводится в таблицу 4.

Таблица - Расчет основной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.- раб.дн., руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Руководител ь	14	18	14	1450	1450	1450	20300	26100	20300
2	Дипломник	139	145	144	559,3	559,3	559,3	77743	81099	80539
								98043	107199	100839

Основная заработная плата ( $Z_{\text{осн}}$ ) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = T_p \cdot Z_{\text{дн}} \quad ()$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Для руководителя:  $Z_{\text{осн}} = 1450,1 \cdot 14 = 20301,4$  руб.

Для дипломника:  $Z_{\text{осн}} = 559,3 \cdot 139 = 77742,7$  руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M \cdot k_p}{F_d} \quad ()$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года;  $k_p$  – районный коэффициент;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научнотехнического персонала, раб. дн.

Для руководителя:  $Z_{\text{дн}} = \frac{24600 \cdot 11,2 \cdot 1,3}{247} = 1450,1$  руб.

Для дипломника:  $Z_{\text{дн}} = \frac{9489 \cdot 11,2 \cdot 1,3}{247} = 559,3$  руб.

*Дополнительная заработная плата исполнителей темы*

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = З_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}} \quad ()$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы.

Для руководителя:  $З_{\text{доп}} = 20300 \cdot 0,13 = 2639$  руб.

Для дипломника:  $З_{\text{доп}} = 77743 \cdot 0,13 = 10107$  руб.

*Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)*

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) \quad ()$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Для руководителя:  $З_{\text{внеб}} = (20300 + 2639) \cdot 0,27 = 6194$  руб.

Для дипломника:  $З_{\text{внеб}} = (77743 + 10107) \cdot 0,27 = 23720$  руб.

Итого: 29914 руб.

### *Накладные расходы*

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} + З_{\text{м}} + З_{\text{внеб}}) \quad ()$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

### *Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта*

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 5.

Таблица 7 – Определение бюджета на НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3

1. Материальные затраты НТИ	51500	51500	51500
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	98043	107199	100839
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	12746	13936	13109
4. Отчисления во внебюджетные фонды	30024	32828	30880
5. Накладные расходы	28690	30794	29332
6. Бюджет затрат НТИ	208003	223257	212660

Таким образом, общий бюджет НТИ составил 220000 руб.

### 5.6 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности связано с нахождением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности:

$$I_{\text{финр}}^{\text{испи}} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad ()$$

где:  $I_{\text{финр}}^{\text{испи}}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  - стоимость i-го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

$$I_{\text{финр}}^{\text{испи}} = \frac{208003}{223257} = 0,93$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad ()$$

где:  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  - весовой коэффициент разработки;

$b_i$  – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 6 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра.	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	3	4
3. Материалоемкость	0,3	5	4	3
4. Энергосбережение	0,25	5	5	5
5. Безопасность	0,2	4	4	5
Итого:	1	23	21	21

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{испi}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{испi} = \frac{I_{pi}}{I_{испi}^{финр}}$$

$$I_{исп1} = 4,65 ; I_{исп2} = 4,2 ; I_{исп3} = 4,15.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{срi}$ ):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{испmin}}$$

$$\mathcal{E}_{ср1} = 1,02 ; \mathcal{E}_{ср2} = 1,3 ; \mathcal{E}_{ср3} = 1.$$

Таблица 8 - Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,93	1	0,95

2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	4,2	4,15
3	Интегральный показатель эффективности	4,99	4,2	4,36
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,19	1	1,04

Как видно из таблицы, первый вариант исполнения научно-исследовательского проекта выгоднее остальных двух как с финансовой стороны, так и со стороны ресурсоэффективности.

### **Вывод**

Выполнив данную работу, выявили наиболее конкурентноспособную технологию, определили ее сильные и слабые стороны. Согласно проведенным исследованиям, бюджет включает в себя учет всех ранее рассчитанных необходимых затрат, для проведения научных исследований. Согласно данным из таблицы бюджетного фонда, сформированный для проведения научно-исследовательской работы, составил 220003 руб.



## 6. Социальная ответственность

### Введение

Выпускная квалификационная работа посвящена разработке технологии прогнозирования аварий на магистральных трубопроводах в условиях Западной Сибири. В связи с этим в данном разделе ВКР проведен анализ возможных опасных и вредных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации магистрального трубопровода и даны рекомендации по обеспечению производственной безопасности. Также рассмотрен вариант чрезвычайной ситуации на объекте, который может возникнуть при несоблюдении инструкций.

В данном разделе рассматривается деятельность сменного инженера с точки зрения безопасности жизнедеятельности в соответствии с трудовым законодательством.

Важнейшей задачей при управлении потоками транспортируемой среды и, соответственно производстве работ с газоперекачивающим агрегатом типа ГПА-32 является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

### 6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

#### 6.1.1 Социальные правовые нормы трудового законодательства

Нефтепровод является объектом повышенной опасности для всего персонала. Он также является объектом, на котором установлено дорогостоящее оборудование, эксплуатировать которое должны специалисты предприятия, прошедшие обучение и имеющие допуск к работе оборудования, транспорта. Такие специалисты должны знать, как действовать в нештатных ситуациях и в случаях аварий. Правила безопасного ведения работ регламентируются ПБ 00-624-03 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

					Разработка технологии прогнозирования аварий на магистральных трубопроводах в условии Западной Сибири			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Николаев В.Ю.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.						
Консульт.						ТПУ гр 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Допуск к работе имеют лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, обученные безопасным методам и приемам работы, применению средств индивидуальной защиты, правилам и приемам оказания первой медицинской помощи пострадавшим и прошедшие проверку знаний в установленном порядке.

Первичное обучение рабочих безопасным методам и приемам труда; руководителей и специалистов, лиц, ответственных за безопасную эксплуатацию трубопровода и ведение технического надзора, должно проводиться в организациях (учебных центрах), имеющих соответствующую лицензию. Действующая с 1 января 2014 г. редакция ТК РФ определяет, что 81 работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, положены следующие гарантии и компенсации:

- 1) сокращенная продолжительность рабочего времени с возможностью выплаты денежной компенсации за работу в пределах общеустановленной 40- часовой рабочей недели (ст. 92 ТК РФ);
- 2) ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам с возможностью выплаты компенсации за часть такого отпуска, превышающую минимальную продолжительность (ст. 117 ТК РФ);
- 3) повышенная оплата труда работников (ст. 147 ТК РФ).

Основным органом государственного надзора и контроля за состоянием охраны труда является Федеральная служба по труду и занятости. В ее структуру входят Управление надзора и контроля за соблюдением законодательства о труде, территориальные органы по государственному надзору и контролю за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, государственные инспекции труда субъектов Российской Федерации.

### **6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Рабочей зоной является участок магистрального нефтепровода, который проходит в Западной Сибири. Сам трубопровод проложен подземно. Рабочая зона находится под охраной и имеет ограждения и знаки, обозначающие опасный производственный объект, его схему и название. На рабочую зону допускается только уполномоченный персонал компании.

## **6.2 Производственная безопасность**

Производственная безопасность – это система организационных мероприятий и технических средств, уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных и вредных производственных факторов до приемлемого уровня. К вредным производственным факторам относят факторы, влияние которых на работников может повлечь их заболевание, снижение уровня работоспособности или отрицательное воздействие на будущее потомство. Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

К определенным условиям относятся следующие условия труда:

- интенсивность;
- длительность;
- тяжесть;
- напряженность.

Неблагоприятные условия труда, которые могут вызвать профессиональное заболевание, временное или стойкое снижение работоспособности, повысить частоту инфекционных заболеваний, привести к нарушению здоровья потомства. По природе опасные и вредные производственные факторы подразделяют на следующие группы:

- физические;
- химические;

- биологические;
- психофизиологические;

Для исключения или обеспечения минимального влияния вредных и опасных факторов в процессе трудовой деятельности есть системы законодательных актов и мероприятий, направленных на сохранения жизни и здоровья работников. Данные свод установленных правил носит название Охрана труда. И регулирует такие факторы, как санитария, техника безопасности, пожарная и взрывная безопасность.

Факторы характерные для производства данных работ приведены в таблице и выбраны в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы».

Таблица 9 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по оценке технического состояния линейной части трубопровода

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Эксплуатация	Ремонт	
Повышенный уровень шума на рабочем месте	+	+	ГОСТ 12.1.003–2014 [18] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [19]
Пожаровзрывоопасность	+	+	НПБ 105-03 [20] ППБ 01-2003 [21] НПБ 110-99 [22] СНиП 21-01-02-85 [23]
Повышенный уровень вибрации	+	+	ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [24] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [25]
Движущиеся машины и механизмы	+	+	ГОСТ 12.0.003 -74 ССБТ [26]

К веществам, неблагоприятно влияющим на здоровье человека можно отнести следующие:

- углеводороды,

- углекислый газ,
- сероводород,
- синильная кислота.

Выделение в атмосферу этих веществ может произойти в случае потери герметичности трубопровода.

### **6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровню их воздействий**

#### *Повышенный уровень шума на рабочем месте*

По характеру спектра шум следует подразделять на:

- широкополосный с непрерывным спектром шириной более одной октавы;
- тональный, в спектре которого имеются выраженные дискретные тона.

Тональный характер шума для практических целей (при контроле его параметров на рабочих местах) устанавливают измерением в третьоктавных полосах частот по превышению уровня звукового давления в одной полосе над соседними не менее чем на 10 дБ. По временным характеристикам шум следует подразделять на:

- постоянный, уровень звука которого за 8-часовой рабочий день (рабочую смену) изменяется во времени не более чем на 5 дБ А при измерениях на временной характеристике "медленно" шумомера по ГОСТ 17187;
- непостоянный, уровень звука которого за 8-часовой рабочий день (рабочую смену) изменяется во времени более чем на 5 дБ А при измерениях на временной характеристике "медленно" шумомера по ГОСТ 17187.

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления в дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31,5, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц. При разработке технологических процессов, проектировании, изготовлении и эксплуатации

машин, производственных зданий и сооружений, а также при организации рабочего места следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека на рабочих местах, до значений, не превышающих допустимые.

### *Повышенный уровень вибрации*

Вибрация возникает при использовании различного технологического оборудования (насосы, лебедка, вибросита, двигатели, ротор, компрессор). Вибрация вызывает в организме человека реакции, которые являются причиной функциональных расстройств различных органов. Вредные действия вибрации выражаются в виде повышенного утомления, головной боли, боли в суставах, повышенной раздражительности, некоторого нарушения координации движения. Наиболее вредное влияние на организм человека оказывает вибрация, частота которой совпадает с частотой собственных колебаний отдельных органов, примерные значения которых следующие (Гц): желудок – 2...3; почки – 6...8; сердце – 4...6; кишечник – 2...4; вестибулярный аппарат – 0,5. Мероприятия по безопасной работе с инструментами, вызывающими вибрации, следует проводить согласно ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ «Вибрационная безопасность». [27]

Предельная норма виброускорения в течение дня составляет 1,15 м/с<sup>2</sup>. Если виброускорение с вибрацией превышает 0,5 м/с<sup>2</sup>, следует принять меры по сокращению влияния вибрации.

Предельная норма виброускорения работника с местной вибрацией течение дня составляет 5,0 м/с<sup>2</sup>. Если виброускорение с вибрацией превышает 2,5 м/с<sup>2</sup>, следует принять меры по сокращению влияния вибрации.

Мероприятия по устранению вибрации:

- применение коллективных средств защиты: балансировка, установка амортизаторов, проведение плановопредупредительных ремонтов, увеличение массы основания вибрирующих устройств, крепление вибрационных систем;

- применение средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброрукавицы, виброгасящие коврики).

### *Движущиеся машины и механизмы*

Перечисленные работы, выполняемые сотрудниками линейной эксплуатационной службы, обычно осуществляется без специальных машин и оборудования. Однако данный опасный производственный фактор имеет большое влияние, поскольку при техническом обслуживании магистрального нефтепровода (газопровода) бригады работников ежедневно преодолевают значительное расстояние на автомобильном транспорте.

Для снижения воздействия данного опасного фактора необходимо предпринимать следующие меры:

- Осуществлять контроль технического состояния транспортных средств;
- Производить ежедневную проверку состояния здоровья водителей;
- Не допускать нарушения условий труда и отдыха водителей;
- Требовать строго соблюдения правил дорожного движения от водителей и пассажиров.

### *Пожаровзрывоопасность*

Нефть или газ является горючей жидкостью, пары которой воспламеняются при внесении в их среду открытого пламени. Однако на магистральном нефтепроводе (газопроводе) воспламенение нефти возможно лишь при аварии трубы и утечке пожароопасных веществ. Утечка может быть вызвана потерей герметичности трубы.

Утечку нефти (газа) можно определить по повышению концентрации паров в воздухе. Для своевременного обнаружения утечек перед началом выполнения работ необходимо производить контроль газовойоздушной смеси. Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м<sup>3</sup>.

Также для устранения возможности воспламенения паров нефти работниками обслуживающей эксплуатационной службы должны строго соблюдаться правила пожарной безопасности для газоопасных работ. К ним относятся:

- Запрет на использование открытого огня в т. ч. курение;
- Применение искробезопасного ручного инструмента;
- Применение электроинструмента во взрывозащищенном исполнении.

### **6.3 Экологическая безопасность**

На современном этапе отношение человека к природе в нашей стране регулируются нормативным документом [28]. Данный документ определяет правовые основы государственной политики в области охраны окружающей среды, обеспечивающие сбалансированное решение социально-экономических задач, сохранение благоприятной окружающей среды, биологического разнообразия и природных ресурсов в целях удовлетворения потребностей нынешнего и будущих поколений, укрепления правопорядка в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности.

Экологическая опасность предприятий трубопроводного транспорта углеводородов связана с некоторыми свойствами перекачиваемого продукта. Нефть и нефтепродукты легко воспламеняются, имеют низкую температуру вспышки, способны накапливать электрические заряды, образуют с серой пиррофорные соединения, способные самовозгораться при попадании на воздух, углеводородные газы взрывоопасны и токсичны, тяжелее воздуха и способны скапливаться в пониженных местах (котлованах, колодцах, приямках, оврагах) и продолжительное время удерживаться там [29].

#### *Защита атмосферы*

Загрязнение атмосферы при эксплуатации линейной части магистрального нефтепровода возможно при аварийных разливах нефти. При попадании нефти на воздух происходит испарение ее фракций, многие из которых обладают токсическими и раздражительными свойствами. В случае возгорания



разлившейся нефти также образуются токсичные вещества, опасные для живых организмов.

Для предотвращения аварийных разливов нефти необходимо повышать эксплуатационную надежность магистрального нефтепровода.

### *Защита гидросферы*

При попадании в водный объект нефти и нефтепродуктов погибает часть фауны в зоне распространения нефтяного пятна, загрязняются его берега. Тяжесть последствий при разливе нефтепродуктов определяется соотношением между размерами водоема и количеством попавшей в него нефти. Последствия такого воздействия могут ощущаться длительное время.

Часть компонентов испаряется с поверхности, другая – растворяется в воде, а оставшаяся оседает на дно, что приводит к отравлению флоры и фауны на больших участках. Известно, что один литр нефти способен испортить миллион литров воды настолько сильно, что она становится непригодной для жизни живых организмов и хозяйственного потребления. Содержание только 0,2 мг/л нефти придает воде специфический запах, который не исчезает даже при ее хлорировании и фильтровании. Один грамм нефти убивает все живое в 1 м<sup>3</sup> воды. Одна капля нефти образует на поверхности воды пятно диаметром 150 см, являющееся существенной преградой для газообмена между воздухом и водой. Попадая на пойму, нефтепродукты загрязняют нерестилища, что особенно опасно для рек, славящихся ценными породами рыб. Нефтяные масла могут распространяться на расстояние более 300 км от источника, образуют пленку, изолирующую и затрудняющую газообмен. Уменьшается проникновение света, необходимого для фотосинтеза, а также снижается скорость переноса кислорода и углекислого газа через пленку. Пленка нефти обладает большой подвижностью, стойка к окислению. Средние фракции нефти образуют взвешенную водную эмульсию, а тяжелые оседают на дно водоемов, вызывая токсическое поражение придонной фауны.

Наряду с загрязнением нефтепродуктами рек и морей может происходить загрязнение подземных вод, состав и физические свойства которых ухудшаются по сравнению с подземными водами данного района, не затронутого антропогенным влиянием. Загрязнение подземных вод нефтепродуктами не только ухудшает качество воды, делая ее непригодной для питьевых и других целей, но также может привести к взрывам и пожарам.

При аварийном разливе нефти по водной поверхности решаются три основные задачи: локализация, сбор и удаление нефти с поверхности воды. Причем все они должны решаться быстро, так как с потерей времени решение их осложняется вследствие того, что в попавшей в водоемы нефти происходит химическое и биологическое окисление, испарение легких фракций.

Разработан комплекс методов и средств очистки водных объектов от нефти. Основным способом сбора нефти с поверхности воды является установка боновых заграждений и нефтесборщиков. Боновые заграждения удерживают нефть от растекания и направляют ее к нефтесборщику. Нефтесборщик собирает нефтяную пленку, с помощью насосов собранная нефть откачивается в подготовленные емкости.

Сбор и удаление нефти с поверхности воды осуществляют также скиммерами (сепараторами) различной конструкции, сорбирующими материалами, а также поверхностно-активными веществами.

### *Защита литосферы*

Попадание нефти и нефтепродуктов в почву приводит к снижению биологической продуктивности ее и фитомассы растительного покрова. Характер и степень влияния нефти и нефтепродуктов определяются видовым составом растительного покрова, временем года и другими факторами. Наиболее токсичными являются нафтенные и керосиновые фракции. Углеводороды с меньшей температурой кипения оказываются низкотоксичными, поскольку испаряются с поверхности растений, не успевая проникнуть через растительную ткань.

В отличие от районов с относительно умеренным климатом, загрязнение нефтью и нефтепродуктами на Крайнем Севере характеризуется более серьезными последствиями. Низкие температуры воздуха и почвы, сильные ветры, небольшая продолжительность летнего теплого периода, во время которого активизируются биологические процессы, обуславливают чрезвычайно сложный режим функционирования наземного растительного покрова. Поэтому всякое нарушение этого режима может привести к необратимым процессам. Период самовосстановления растительного покрова после загрязнения нефтью для северных условий составляет от 10 до 15 лет.

Эксплуатация трубопроводов в северных районах и без аварийных разливов оказывает влияние на литосферу. Проходка траншей локально изменяет режим питания растительного покрова влагой, нарушает теплофизическое равновесие, растопляет многолетнемерзлые грунты, приводит к гибели чувствительный к механическому и другому воздействиям растительный покров малоземельной тундры. При растоплении происходит процесс эрозии. Эрозия наносит ущерб окружающей среде втрое: разрушает естественные или созданные в сооружениях геометрические формы, следствием чего обычно становится утрата устойчивости и эстетические дефекты; перемещает грунтовые частицы во взвешенном состоянии в водных потоках, создавая отложения частиц в местах сноса вследствие смыва грунта с обочин, образование промоин, загрязняя земли, ухудшая плодородие почвы.

#### **6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Основной чрезвычайной ситуацией при работе трубопровода является его разрыв. Это происходит при несоблюдении правил эксплуатации трубопровода. Разрыв трубопровода приводит к разливу нефти на большой территории. Разлитая нефть загрязняет природную среду, ухудшает состояние почвы, атмосферы, воды, за счет токсичных веществ, а также увеличивает риск возникновения пожара.

Разрыв в основном происходит на месте соединения трубопроводов сваркой. Поэтому, следует тщательно проверить качество сварки, его шов и т.д. на первичной диагностике трубопровода после сварки. Далее необходимо раз в год проводить диагностику трубопровода, визуально-измерительными контролями, магнитопорошковыми, рентгеновскими, капиллярными методами, УЗК.

Также при резком закрытии задвижки трубопровода может произойти гидравлический удар. При сильном гидроударе стенки трубопровода могут разрушаться, за счет резкого возрастания давления. Чтобы избежать гидравлического удара, трубопровод снабжают медленно закрывающимися задвижками.

Гидроудар можно предотвратить следующими способами:

- Замедлением изменения скорости потока в сети;
- Сбрасыванием из трубопровода обратного потока после остановки насоса;
- Предотвращением быстрого заполнения и опорожнения трубопроводов;
- Впуском в трубопровод воздуха, когда ожидается падение давления ниже атмосферного.

При разливе, без причинения вреда к окружающей среде, является механический метод сбора нефти. Наибольшая эффективность его достигается в первые часы после разлива. Это связано с тем, что толщина слоя нефти остается достаточно большой. При малой толщине нефтяного слоя, большой площади его распространения и постоянном движении поверхностного слоя под воздействием ветра и течения механический сбор достаточно затруднен. Основными средствами локализации разливов нефти и нефтепродуктов в водных средах являются боновые заграждения. Главные функции боновых заграждений: предотвращение растекания нефти на водной поверхности, уменьшение концентрации нефти для облегчения цикла уборки, и отвод (траление) нефти от наиболее экологически уязвимых районов.

## **Заключение**

В данном разделе выпускной квалификационной произведен анализ опасных производственных факторов на магистральном газопроводе, рассмотрено влияние каждого из факторов на производственную безопасность и методы защиты от них. Также, приводится список природоохранных мероприятий, обеспечивающих экологическую безопасность при производственном процессе. Указываются необходимые действия при возникновении чрезвычайных ситуаций.

## Заключение по выпускной квалификационной работе

В данной выпускной квалификационной работе была разработана технология прогнозирования аварий на магистральных трубопроводах в условиях Западной Сибири.

Были изучены нормативные документы, определяющие правила эксплуатации магистрального трубопровода, общие сведения, а также характеристики МТ.

Проанализированы причины возникновения аварий на МТ и факторы влияющие на отказы магистрального трубопровода, во время его эксплуатации.

Изучены современные методы оценки состояния магистральных трубопроводов и выявлены их преимущества и недостатки.

Выполнено описание работы технологии прогнозирования аварий на МТ. Подобраны оборудование и приборы для эффективной работы данной технологии.

Произведены расчёты по исходным данным, которые могут быть получены с помощью технологии прогнозирования аварий и подтверждена работоспособность трубопровода, что подтверждает необходимость в применении данной технологии.

					Разработка технологии прогнозирования аварий на магистральных трубопроводах в условии Западной Сибири			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Николаев В.Ю.			Заклучение по выпускной квалификационной работе	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.						
Консульт.						ТПУ гр 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

### Список использованных источников

1. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www/docs.cntd.ru](http://www.docs.cntd.ru) (дата обращения 24.05.2020г.).
2. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).
3. ГОСТ Р 55989-2014. Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. Основные требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).
4. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).
5. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).
6. ГОСТ 21889-76. Система "Человек-машина". Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).
7. ГОСТ 12.1.008-78. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).
8. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

					Разработка технологии прогнозирования аварий на магистральных трубопроводах в условиях Западной Сибири			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Николаев В.Ю.			Список использованных источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.						
Консульт.						ТПУ гр 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

9. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

10. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

11. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

12. ГОСТ 12.2.032-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

13. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

14. ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

15. ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

16. ГОСТ 12.1.019-79. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

17. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

18. НПБ 110-99. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками



пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

19. ППБ 01-2003. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

20. Р 2.2.2006-05. Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

21. РД 153-39.0-112-2001 Методика определения норм расхода и нормативной потребности в природном газе на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

22. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

23. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

24. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

25. СНиП 2.04.05-86. Отопление, вентиляция и кондиционирование. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

26. СНиП 21-01-02-85. Противопожарные нормы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

27. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www/docs.cntd.ru](http://www.docs.cntd.ru) (дата обращения 24.05.2020г.).

28. СП 2.6.1–758–99. Нормы радиационной безопасности, НРБ–99. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

29. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. N 197-ФЗ (ТК РФ). Раздел XII. Особенности регулирования труда отдельных категорий работников. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://study.garant.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

